

КОНЦЕПЦИЯ РАСЧЕТА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье обсуждаются основные параметры геолого-гидродинамических моделей разработки нефтяных месторождений, а также метод получения этих параметров. Приведен сравнительный анализ различных идеологий разработки.

1. Идеология разработки нефтяных месторождений

На сегодняшний день разработка нефтяных месторождений ведется по схеме: поддержание постоянных устьевых давлений на линии нагнетания и тенденция поддержания постоянных дебитов на линии отбора (Лысенко, 2000).

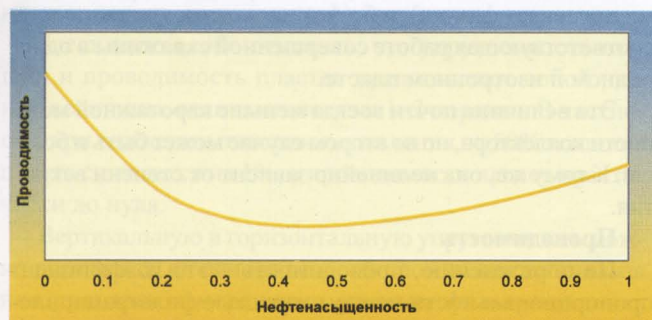


Рис. 1. Зависимость проводимости от нефтенасыщенности коллектора

Разработку нефтяных месторождений можно вести двумя типами режимов работы скважин: режимом постоянных дебитов и режимом постоянных давлений.

Режим постоянных дебитов удобен для практического применения, но, однако, он обладает целым рядом недостатков. Во-первых, этот режим неудобен (и не достаточно точен) для теоретического расчета вариантов разработки и расчета параметров пластов. Во-вторых, в этом режиме усложняется контроль за разработкой и оперативное реагирование на случайные изменения режимов. Есть и принципиальные трудности в реализации этого режима на практике.

Режим постоянных давлений (на линии нагнетания и отбора) обладает целым рядом преимуществ. Он легко моделируется, легко контролируется и позволяет быстро реагировать на изменения в режимах работы скважин. Этот режим является наиболее *естественным* для процесса вытеснения жидкости из пористого коллектора. Это связано с тем, что параметры пласта не зависят от количества прокаченной через них жидкости и скорости фильтрационных потоков, но, однако, сильно зависят от давления в пласте.

Наиболее оптимальным вариантом этого режима является фонтанный отбор (Непримеров, 1979). Этот вариант подразумевает поддержание пластового давления на 5–10% выше начального гидростатического. Технически этот режим можно реализовать как последовательный, поблочный перевод на фонтан существующего фонда

скважин из расчета 1 нагнетательная скважина на 1 добывающую или более, при этом разрезающие нагнетательные ряды задают граничные условия для следующего блока.

В качестве *основной идеологии расчета вариантов разработки* предлагается выбрать следующий подход: на основе карты пьезопроводностей и остаточной нефтенасыщенности подбираются линии нагнетания и отбора, на основе карты гидропроводностей и упругоэластичности подбираются режимы закачки и отбора, на основе карты контуров питания подбирается оптимальная сетка скважин (с учетом существующего фонда скважин).

Режим пластовых давлений: поддержание постоянного пластового давления во всех участках площади на 5–10% выше начального гидростатического P_0 .

Депрессионный режим работы скважин: поддержание

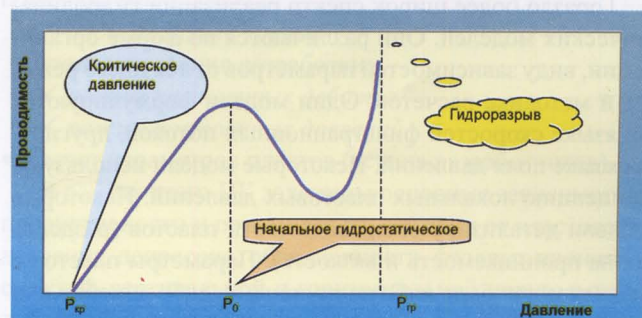


Рис. 2. Зависимость проводимости от давления в пласте.

оптимальных репрессий (порядка 30–40% P_0) на нагнетательных скважинах (обеспечивающих максимальную закачку), поддержание оптимальных депрессий (порядка 5–30% P_0) на эксплуатационных скважинах, исходя из экономической рентабельности (вплоть до критических значений, выше которых продуктивности скважин начинают уменьшаться).

Разумеется, для организации системы ППД в этом режиме необходимо правильно рассчитать параметры пластов. Это можно осуществить двумя способами: прямое измерение и анализ разработки.

На сегодняшний день мало кто сомневается в необходимости поддержания давления. Но идеология и технология этой очень непростой процедуры сильно различаются. Любопытно, что техногенная реализация ППД далека по своим результатам от залежей с естественным поддержанием давления (в водонапорном режиме КИН может достигать $80 \pm 10\%$ на фонтанирующем фонде!!!). Неправильным является заключение, что для обеспечения правильного ППД достаточно закачивать столько же,

сколько отбирается. На самом деле закачивать нужно там и столько, чтобы обеспечить **поддержание давления** в точках отбора. При этом суммарная компенсация отбора может оказаться как выше, так и ниже 100%.

2. Математическое моделирование

Математические модели состоят из двух основных частей: геологической модели и гидродинамической модели. Они, в свою очередь, делятся на двумерные и трехмерные.

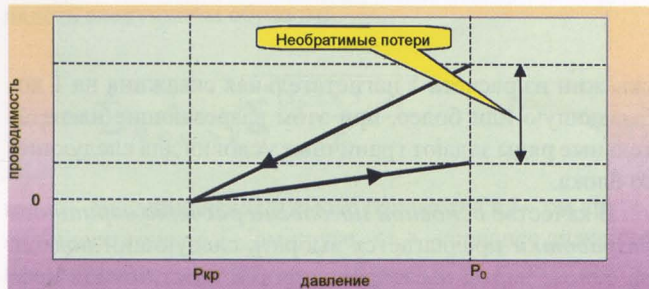


Рис. 3. Необратимые потери проводимости при снижении давления ниже критического.

Геологические модели представляют собой на сегодняшний день вполне стандартную схему представления оцифрованных каротажных и сейсмических данных и различаются, в основном, по организации интерфейса и типу 3D “движка” (на базе Windows GDI, OpenGL, Direct3D и т.д.).

Гораздо более широк спектр реализации гидродинамических моделей. Они различаются по форме организации, виду зависимостей параметров от текущего режима и методике расчетов. Одни модели формулируются на языке скоростей фильтрационных потоков, другие — на языке поля давлений. Некоторые модели используют концепцию локальных пластовых давлений. Некоторые модели детализируют проводимости пластов (разделяя их на проницаемость и вязкость). Параметры пластов в модели могут быть либо постоянными, либо линейно или не линейно зависящими от пластового и забойного давлений (эти зависимости имеют разные объяснения).

Расчетное ядро модели может быть основано на численном решении системы дифференциальных уравнений или на прямой итерационной схеме.

Предположительно, базовыми гидродинамическими параметрами пласта (флюида в пористом коллекторе) являются:

- гидродинамическая толщина h
- проводимость α
- упругость β
- нач. градиент сдвига g
- времена релаксации τ_p, τ_α

По этим параметрам можно рассчитать пьезопроводность (Щелкачев, 1995) и гидропроводность.

$$\text{Пьезопроводность } \kappa = \frac{\alpha}{\beta}$$

Поле пьезопроводности характеризует, как эффективно меняется пластовое давле-

ние в результате возмущения. При расчете вариантов на основе режима постоянных давлений необходимо осуществлять закачку с учетом пьезопроводности, а условия на линии отбора определяются гидропроводностью. Необходимо отметить, что низкие значения пьезопроводности могут быть обусловлены как низкой проводимостью среды, так и высокой упругостью: механизмы этих явлений разные.

Гидропроводность $\epsilon = \alpha h$

Поле гидропроводности характеризует, как эффективно меняется скорость фильтрационного потока в результате возмущения. При расчете вариантов на основе режима постоянных дебитов необходимо осуществлять закачку с учетом гидропроводности на линии нагнетания и отбора. Низкие значения гидропроводности могут быть обусловлены как низкой проводимостью, так и малыми толщинами: механизмы этих явлений разные.

Гидродинамическая мощность

Гидродинамическая мощность — это реально работающая толщина пласта (т.е. часть коллектора, по которому протекает флюид) либо формальная толщина пласта, соответствующая работе совершенной скважины в однородном и изотропном пласте.

Эта величина почти всегда меньше каротажной мощности коллектора, но во втором случае может быть и больше. К тому же, она нелинейно зависит от степени вскрытия.

Проводимость

По определению, проводимость — это коэффициент пропорциональности между скоростью фильтрационного потока и градиентом давлений (закон Дарси)

$$\bar{w} = -\alpha \nabla p.$$

По аналогии с гидродинамикой сплошных сред эту величину можно представить в виде отношения проницаемости коллектора k и вязкости флюида η (Лыков, 1978)

$$\alpha = \frac{k}{\eta}.$$

Однако из промысловых данных и ГДИ невозможно извлечь такую детальную информацию, поэтому разум-

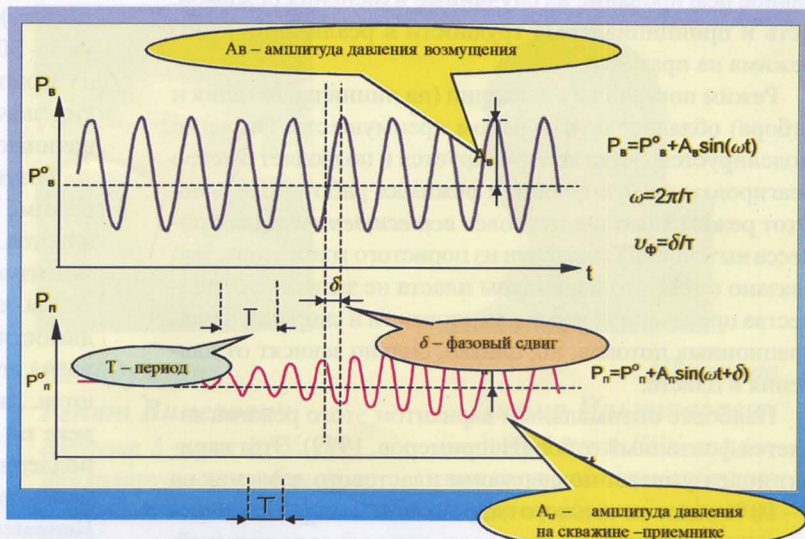


Рис. 4. Иллюстрация метода фильтрационных волн давления (ФВД).

нее закладывать в модель фазовую проводимость пласта. Разные модели используют разные формы фазовых соотношений. Некоторые модели учитывают изменение фазовых соотношений при изменении температуры пласта и солёности закачиваемого флюида. Для примера приведем общий вид зависимости фазовой проводимости от нефтенасыщенности в пласте (Рис. 1)

Упругоёмкость

Важным параметром пласта являются его деформационные свойства. При отклонении пластового давления от начального гидростатического происходит изменение основных параметров пласта, что характеризует вертикальную упругоёмкость пласта (Рис. 2). Аналогичные изменения происходят при увеличении депрессии/репрессии на пласт и характеризуют горизонтальную упругоёмкость пласта. Они достаточно хорошо изучены. В частности, если вертикальная и горизонтальная упругоёмкости пласта совпадают, то параметры пласта в призабойной зоне зависят фактически только от забойного давления (что случается крайне редко в связи с анизотропностью пористого коллектора).

Здесь надо особо отметить, что упругоёмкость толщин и проводимость пластов представляют собой разные величины, отличающиеся на 1–2 порядка. В частности, при снижении пластового давления на 50% толщина пласта снижается на 1%, а проводимость падает практически до нуля.

Вертикальную и горизонтальную упругоёмкость можно рассчитать на основе геолого-промыслового анализа или прямыми измерениями методом фильтрационных волн давления (ФВД).

Прямые измерения гидропроводности и пьезопроводности показывают, что их зависимости от давления имеют гистерезис (Рис. 3). Это связано с необратимыми изменениями в пласте, которые особенно заметны в алевролитах. Есть примеры, когда трехкратное понижение и последующее восстановление давления в итоге безвозвратно ухудшали проводимость коллектора до нуля (Непримеров, фонды ОАО "Татнефть"). Поэтому при проектировании разработки нельзя допускать снижения пластового давления и превышения депрессий/репрессий выше критических значений.

Начальный градиент сдвига

Эта величина характеризует минимальный градиент давления в пласте, необходимый для вызова фильтрационного потока. Именно эта величина определяет зону отбора/закачки скважины и имеет принципиальное значение при проектировании оптимальной сетки скважин при заданных условиях отбора/закачки. Она существенно зависит от текущей фазовой проводимости коллектора (и, следовательно, от текущего поля давлений).

Времена релаксации

Эти величины характеризуют время, за которое параметры пласта восстанавливают свои значения после изменения гидродинамического режима.

Различают два основных параметра: время релаксации давления τ_p и время релаксации проводимости τ_α .

Время релаксации давления (и связанная с ним скорость фильтрационных волн давления) позволяет прогнозировать время изменения пластового давления на площади. По порядку эта величина составляет часы.

Время релаксации проводимости позволяет прогнозировать время изменения продуктивностей и приемистостей скважин.

Характерно, что время релаксации проводимости значительно выше времени релаксации давления и может меняться от суток до недель.

Существует также понятие времени релаксации скорости фильтрационного потока (дебита), но эта величина по своей сути является производной от двух предыдущих.

В качестве примера программного обеспечения для построения постоянно действующей модели можно привести возможности ПК Оптима 2000 (Асланян, Казанцев, 2000):

- сопровождение разработки нефтяных месторождений
 - ✓ просмотр и пополнение истории скважин
 - ✓ графики
- расчет технических параметров разработки
 - ✓ построение кривых вытеснения
 - ✓ информация по произвольному блоку скважин
- геолого-промыслового анализ
 - ✓ анализ геологической структуры площади
 - ✓ геопрофили
 - ✓ контурные диаграммы
- подбор оптимальной системы ППД
 - ✓ диаграммы пьезопроводности, гидропроводности, упругоёмкостей
- подбор оптимальных режимов работы скважин
 - ✓ диаграммы максимальных и текущих контуров отбора/закачки
 - ✓ индикаторные кривые
- прогнозирование разработки
 - ✓ режим постоянных дебитов
 - ✓ режим постоянных давлений
- расчет параметров пластов (версия разработчиков)

В рамках этого ПК заложены основные зависимости продуктивности и приемистости скважин от пластового давления, депрессии, обводненности, фазовых проницаемостей, вертикальной и горизонтальной упругоёмкостей, начальных градиентов сдвига.

Версия разработчиков отличается от клиентской версии наличием блока анализа и расчета параметров пластов.

На основе этого ПК можно не только анализировать существующие варианты разработки, но и моделировать новые.

3. Геолого-промысловый анализ

Это относительно дешёвый и быстрый способ анализа технических параметров разработки и расчета параметров пластов. Однако возможность его применения ограничена наличием данных по истории скважин (пластовых и забойных давлений, дебитов и обводненности). К тому же, точность полученных параметров существенно зависит от точности промысловых данных. Тем не менее, на основе этой технологии можно получить основные сведения о параметрах пласта, распределенных по площади.

Накопленный опыт работы и статобработки информации по этому методу показывает вполне удовлетворительные результаты (Непримеров, фонды ОАО "Татнефть").

Задача определения параметров пластов по истории дебитов скважин является наиболее простой и, вместе с

тем, наименее точной. Однако, в этой задаче присутствует один очень тонкий момент, иллюстрируемый следующим примером. Если в окрестности скважины «посадить» давление близко к критическому, и потом восстановить его до первоначального, то проводимость коллектора (а вместе с ней и продуктивность скважины) не восстановятся до исходных значений (Рис. 3).

Этот своеобразный гистерезис связан с необратимыми процессами деструкции коллектора при значительном снижении (кстати, и при значительном превышении) пластового давления относительно начального гидростатического (Непримеров, Шарагин, 1961). Этот факт несколько усложняет процедуру математического моделирования: вместо простой марковской модели приходится использовать реологическую модель с длительной памятью, при которой расчет дебитов в любой момент времени зависит от всей предыстории работы скважины.

Заметим еще раз, что превышение давления над начальным гидростатическим также ухудшает коллекторские свойства пластов. В частности, гидроразрыв пласта улучшает проницаемость призабойной зоны, но после отбора дополнительного количества жидкости из этой зоны и снижения давления коллектор значительно теряет в гидропроводности по сравнению с исходным значением в результате переуплотнения пород. На основе этого факта следует принять следующую рекомендацию: либо не производить гидроразрыва, либо любыми способами поддерживать давление после гидроразрыва.

Опыт показывает, что наибольшей достоверностью обладают параметры пластов, обеспечивающие правильное восстановление пластовых давлений (если данные по последним полагаются достоверными).

Тем не менее, восстановление истории разработки площади, даже поскважинно, даже по дебитам, давлениям и обводненностям не является полной гарантией правильного выбора полей параметров пластов. В связи с этим, при любой форме математического моделирования необходимо на начальном этапе разработки новых вариантов разработки произвести прямые гидродинамические исследования призабойных зон и межскважинных интервалов, в особенности в тех зонах, где значения параметров пластов сомнительны, а после принятия варианта доработки коллектора продолжать эти исследования для уточнения известных параметров.

Если при тщательном анализе (даже при удачном восстановлении истории) не удастся добиться адекватного воспроизведения дальнейшей разработки площади, то основными причинами следует признать

- недостоверность истории
- недостоверность граничных условий
- особенности геологического строения площади, не вскрытые существующим фондом скважин и сейсмозонированием
- особенности расчетного ядра математической модели

4. Метод ФВД расчета параметров пласта

Это наиболее точный метод расчета параметров пласта. Идея заключается в том, чтобы оказать периодическое возмущение на одну скважину и регистрировать отклик на другой (Рис. 4).

В рамках теории релаксационной фильтрации (Молокович и др., 1980) можно обработать полученные данные и рассчитать параметры межскважинного интервала. Метод имеет две основных реализации: гидропрослушивание межскважинного интервала и самопрослушивание пласта.

В первом случае возмущающая скважина и скважина-приемник – разные скважины, во втором случае в качестве приемника выступает сама возмущающая скважина. Метод самопрослушивания похож на методы КВД и КПД, но отличается тем, что скважина возмущается не скачкообразно, а периодически. По методу гидропрослушивания можно получить более детальную информацию о параметрах пласта.

Сравнительная характеристика этого метода по отношению к другим измерениям:

- лабораторные исследования керна дают информацию о сантиметровых образцах в условиях, не совпадающих или слабо воспроизводящих пластовые условия
- геофизические исследования дают информацию о метровом участке пласта вблизи скважины в пластовых условиях в зоне, искаженной бурением
- кривые КВД, КПД дают информацию о призабойной зоне пласта
- метод ФВД дает информацию о километровых зонах межскважинного интервала. Именно эти параметры и следует закладывать в расчетную систему прогнозирования.

На основе метода ФВД можно получить не только статические параметры пластов, но также их частотный спектр и дисперсионные зависимости.

Литература

- Асланян А.М., Казанцев А.В. Компьютерная оптимизация разработки нефтяных и газовых месторождений. *Георесурсы*, № 2. Казань. 2000. 12-14.
- Лыков А.В. Тепломассообмен. Москва. Энергия. 1978. 480.
- Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2000. 516.
- Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пикуза В.И., Штанин А. В. Релаксационная теория фильтрации. Казань. КГУ. 1980. 136.
- Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Казань. КГУ. 1961.
- Непримеров Н.Н. Трехмерный анализ охлажденных пластов. Казань. КГУ.
- Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. *Нефть и газ*. Москва. 1995. Ч.1. 586.

Артур Михайлович Асланян

Кандидат физико-математических наук, ассистент кафедры Теории относительности и гравитации, научный сотрудник лаборатории ФДГС. Область научных интересов: дифференциальная геометрия, теория групп, теоретическая физика, нелинейные явления в физике, компьютерное моделирование.

